

**浙江省发展和改革委员会
国家能源局浙江监管办公室 文件
浙 江 省 能 源 局**

浙发改能源〔2022〕301号

**省发展改革委 浙江能源监管办 省能源局
关于印发《浙江省电力中长期交易规则
(2022年修订版)》的通知**

各设区市发展改革委、宁波市能源局，省电力公司、省能源集团、各中央发电集团浙江分公司，浙江电力交易中心，各有关发电企业、售电企业和电力用户：

为贯彻落实电力体制改革工作要求，根据《国家发展改革

委关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）要求，我委对《浙江省电力中长期规则（2021年修订版）》进行了修订。现印发你们，请认真贯彻执行。



2022年12月5日

浙江省电力中长期交易规则 (2022年修订版)

第一章 总则

第一条 根据国家发展改革委、国家能源局《电力中长期交易基本规则》（发改能源规〔2020〕889号）《关于进一步深化燃煤上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）《国家发改委办公厅关于组织开展电网企业代理购电工作有关事项的通知》（发改办价格〔2021〕809号）《浙江省电力体制改革综合试点方案》（浙政发〔2017〕39号）和有关法律、法规、文件规定，结合浙江实际，制定本规则。

第二条 本规则适用于浙江电力市场开展的电力中长期交易。现货市场启动后，中长期交易与现货交易衔接等相关事宜另行规定。

本规则所称的电力中长期交易，主要是指符合准入条件的发电企业、售电公司、电力用户等市场主体，通过自主协商、集中竞价等市场化方式，开展的年、月等电力电量交易。电力中长期交易分为电力批发交易和电力零售交易。电力批发交易是指电力用户或售电公司通过电力交易机构，与发电企业直接购买电能的交易；电力零售交易是指电力用户向售电公司购买电能的交易。

第三条 电力市场成员应严格遵守市场规则，自觉自律，不得利用市场支配地位或市场规则的缺陷，操纵市场价格、损害

其他市场主体的利益。

市场主体有自主交易的权利，任何单位和个人不得非法干预市场正常运行。

第四条 浙江省发展和改革委员会（以下简称省发展改革委）、国家能源局浙江监管办公室（以下简称浙江能源监管办）、浙江省能源局（以下简称省能源局）共同牵头编制或修订本规则，根据职能依法履行监管职责。

第二章 市场成员

第五条 市场成员包括各类发电企业、电网企业、售电公司、电力交易机构、电力调度机构、电力用户、储能企业等。

第一节 权利和义务

第六条 发电企业：

（一）按规则参与电力交易，签订和履行各类交易合同，按时完成电费结算；

（二）获得公平的输电服务和电网接入服务；

（三）签订并执行并网调度协议，服从电力调度机构的统一调度；

（四）按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

（五）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（六）法律法规规定的其他权利和义务。

第七条 电力用户：

（一）按照规则参与电力市场化交易，签订和履行购售电合

同、输配电服务合同，提供市场化交易的电力电量需求、典型负荷曲线以及相关生产信息；

（二）获得公平的输配电服务和电网接入服务，按时支付购电费、辅助服务费用、输配电费、政府性基金及附加等；

（三）依法依规披露和提供信息，获得市场化交易和输配电服务等相关信息；

（四）服从电力调度机构统一调度，在系统特殊运行状况下（如事故、严重供不应求等）按电力调度机构要求安排用电；

（五）遵守政府电力管理部门有关电力需求侧管理规定，执行有序用电管理，配合开展错峰；

（六）依法依规履行清洁能源消纳责任；

（七）具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

（八）法律法规规定的其他权利和义务。

第八条 不拥有配电网运营权的售电公司

（一）按照规则参与电力市场化交易，签订和履行市场化交易合同，按时完成零售侧电费账单确认。提供电力中长期交易的电力电量需求、典型负荷曲线及其他生产、经营基本信息；

（二）已在电力交易机构注册的售电公司不受供电营业区限制，可在省内多个供电营业区参与市场化交易。交易对象为全省工商业电力用户；

（三）依法依规披露和提供信息，在政府指定网站上公示公司资产、经营状况等情况和信用承诺，依法对公司重大事项进行公告，并定期公布公司年报；

(四) 按照规则向电力交易机构、电力调度机构提供签约零售用户的总交易电力电量需要、典型负荷曲线以及其他生产信息，获得市场交易、输配电服务和签约市场主体的基础信息等相关信息，承担用户信息保密义务；

(五) 依法依规履行清洁能源消纳责任；

(六) 具备满足参与市场化交易要求的技术支持手段；

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第九条 拥有配电网运营权的售电公司：

(一) 具备不拥有配电网运营权的售电公司全部的权利和义务；

(二) 拥有和承担配电区域内与电网企业相同的权利和义务，按国家有关规定和合同约定履行保底供电服务和普遍服务；

(三) 承担配电网安全责任，按照要求提供安全、可靠的电力供应，确保承诺的供电质量符合国家、电力行业和浙江省标准；

(四) 按照要求负责配电网的投资、建设、运营等工作，无歧视提供配电服务，不得干预用户自主选择售电公司；

(五) 同一配电区域内只能有一家企业拥有该配电网运营权，并按规定收取由发电企业或售电公司与电力用户协商确定的市场交易价格、配电网接入电压等级对应的省级电网共用网络输配电价（含线损和政府性交叉补贴）、配电网的配电价格、以及政府性基金及附加组成。配电区域内电力用户承担的政府性基金及附加，按国家规定执行，由配电公司代收、省级电网企业代缴；

(六) 承担保密义务，不得泄露用户信息；

(七) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十条 电网企业：

(一) 保障电网以及输配电设施的安全稳定运行；

(二) 为市场主体提供公平的输配电服务和电网接入服务，提供报装、计量、抄表、收费等各类供电服务

(三) 建设、运行、维护和管理电网配套技术支持系统，服从电力调度机构的统一调度；

(四) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供信息，向电力交易机构提供支撑市场化交易和市场服务所需的相关数据，按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互；

(五) 为未直接参与市场交易、已直接参与市场交易又退出的工商业用户提供代理购电服务。保障居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户，下同）、农业用电，保持价格稳定；

(六) 收取输配电费，代收代付电费和政府性基金及附加等，按时完成电费结算；

(七) 按代理购电用户电价为代理工商业用户提供代理购电服务；按目录销售电价为居民（含执行居民电价的学校、社会福利机构、社区服务中心等公益性事业用户，下同）、农业用户提供供电服务；签订和履行相应的代理购电合同和供用电合同；当售电公司不能履行配售电义务时，承担自身配电网供电区域内相关放开电力用户的代理购电服务；

(八) 考虑季节变更、节假日安排等因素定期预测代理购电工商业用户分时段用电量及典型负荷曲线，保障居民、农业用户的用电量规模单独预测；

(九) 依法依规履行清洁能源消纳责任；

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十一条 电力交易机构：

(一) 参与拟定相应电力交易规则及实施细则；

(二) 提供各类市场主体的注册服务；

(三) 按照规则组织电力市场交易，并负责交易合同的汇总管理；

(四) 提供电力交易结算依据以及相关服务，按照规定收取交易服务费；

(五) 建设、运营和维护电力市场化技术支持系统；

(六) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和发布信息，提供信息发布平台，为市场主体信息发布提供便利，获得市场成员提供的支撑市场化交易以及服务需求的数据等；

(七) 监测和分析市场运行情况，依法依规干预市场，预防市场风险，并于事后向省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办及时报告；

(八) 对市场主体违反交易规则、扰乱市场秩序等违规行为向省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办报告并配合调查；

(九) 配合开展市场主体信用评价，维护市场秩序；

(十) 法律法规规定的其他权利和义务。

第十二条 电力调度机构:

(一) 负责安全校核;

(二) 根据调度规程实施电力调度, 负责系统实时平衡, 确保电网安全稳定运行;

(三) 向电力交易机构提供安全约束边界和必开机组组合、必开机组发电量需求、影响限额的停电检修、关键通道可用输电容量等数据, 配合电力交易机构履行市场运营职能;

(四) 合理安排电网运行方式, 保障电力交易结果的执行(因电力调度机构自身原因造成实际执行与交易结果偏差时, 由电力调度机构所在电网企业承担相应的经济责任), 保障电力市场正常运行;

(五) 按照电力企业信息披露和报送等有关规定披露和提供电网运行的相关信息, 提供支撑市场化交易以及市场服务所需的相关数据, 按照国家网络安全有关规定实现与电力交易机构的数据交互;

(六) 法律法规规定的其他权利和义务。

第二节 市场准入与退出

第十三条 参与电力市场化交易的发电企业、售电公司, 应当是具有法人资格、财务独立核算、信用良好、能够独立承担民事责任的经济实体。内部核算的发电企业(电网企业保留的调峰调频电厂除外)经法人单位授权, 可以参与相应电力交易。

第十四条 市场主体资格采取注册制度。参与电力市场化的发电企业和售电公司应符合国家、浙江省有关准入条件, 在浙

江电力交易机构完成注册后，可参与市场交易。浙江电力交易机构根据市场主体注册情况，及时汇总形成市场主体目录，并向浙江能源主管部门备案，及时向社会公布。

第十五条 发电企业市场准入条件：

（一）依法取得发电项目核准或备案文件，依法取得或者豁免取得电力业务许可证（发电类）；新投产机组在取得电力业务许可证前，按电力业务许可及机组进入商业运营有关规定参与市场交易；

（二）并网自备电厂参与电力市场化交易，须公平承担发电企业社会责任、承担国家依法合规设立的政府性基金及附加以及政策性交叉补贴、支付系统备用费，取得电力业务许可证（发电类），达到能效、环保要求，并参与电网辅助服务与考核；

（三）除居民、农业相关保障性电源外，其它各类电源的省内外发电企业参与电力市场化交易，省外以点对网专线输电方式（含网对网专线输电但明确配套发电机组的情况）向浙江省送电的发电企业，视同省内发电机组参与浙江电力市场化交易。

第十六条 电力用户市场准入条件：

浙江省内全部工商业用户。其中，直接与发电企业开展电力交易的工商业用户统称为“批发市场用户”，110kV及以上的电力用户可以选择参与电力批发交易，并视情况扩大批发市场用户参与电压等级范围；其余工商业用户统称为“零售用户”，由售电公司代理参与电力零售交易。

（一）拥有燃煤自备电厂的用户应当按规定承担国家政府性

基金及附加、政策性交叉补贴和系统备用费等；

（二）符合电网接入规范，满足电网安全技术要求，与电网企业签订正式供用电协议；

（三）微电网用户应满足微电网接入系统的条件；

（四）具备相应的计量能力或者替代技术手段，满足市场计量和结算的要求。

第十七条 售电公司市场准入条件：

（一）依照《中华人民共和国公司法》登记注册的企业法人。

（二）资产要求：

1. 资产总额不得低于2千万元人民币。

2. 资产总额在2千万元至1亿元（不含）人民币的，可以从事年售电量不超过30亿千瓦时的售电业务。

3. 资产总额在1亿元至2亿元（不含）人民币的，可以从事年售电量不超过60亿千瓦时的售电业务。

4. 资产总额在2亿元人民币以上的，不限制其售电量。

（三）从业人员。售电公司应拥有10名及以上具有劳动关系的全职专业人员。专业人员应掌握电力系统基本技术、经济专业知识，具备风险管理、电能管理、节能管理、需求侧管理等能力，有电力、能源、经济、金融等行业3年及以上工作经验。其中，至少拥有1名高级职称和3名中级职称的专业管理人员，技术职称包括电力、经济、会计等相关专业。

（四）经营场所和技术支持系统。售电公司应具有固定经营场所及能够满足参加市场交易的报价、信息报送、合同签订、客

户服务等功能的电力市场技术支持系统和客户服务平台，参与电力批发市场的售电公司技术支持系统应能接入电力交易平台。

（五）信用要求。售电公司法定代表人及主要股东具有良好的财务状况和信用记录，并按照规定要求做出信用承诺，确保诚实守信经营。董事、监事、高级管理人员、从业人员无失信被执行记录。

（六）发电企业、电力建设企业、高新产业园区、经济技术开发区、供水、供气、供热等公共服务行业和节能服务公司所属售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格，独立运营。上述公司申请经营范围增项开展售电业务的，新开展的同一笔交易中不能同时作为买方和卖方。

（七）电网企业（含关联企业）所属售电公司（含全资、控股或参股）应当具有独立法人资格并且独立运营，确保售电业务从人员、财务、办公地点、信息等方面与其他业务隔离，不得通过电力交易机构、电力调度机构、电网企业获得售电竞争方面的合同商务信息以及超过其他售电公司的优势权利。

（八）法律、行政法规和地方性法规规定的其他条件。

第十八条 参与市场交易的批发市场用户和零售用户两类电力用户，全电量进入电力市场。售电公司与电力用户合同期限不超过12月31日。

第十九条 售电公司在履行完所有交易合同和交易结算的情况下，可自愿申请退出市场。售电公司自愿申请退出售电市场的，应提前45个工作日向电力交易机构提交退出申请，明确退出

原因和计划的终止交易月。终止交易月之前（含当月），购售电合同由该售电公司继续履行。在省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办协调下，自愿退出售电公司应在终止交易月之前通过自主协商的方式完成购售电合同处理；自愿退出售电公司未与购售电合同各方就合同解除协商一致的，须继续参与市场化交易，直至购售电合同履行完毕或合同各方同意终止履行。对继续履行购售电合同确实存在困难的，其批发合同及电力用户按照有关要求由保底售电公司承接。电力用户在履行完所有交易合同和交易结算后未签订新交易合同的，由电网企业代理购电，执行 1.5 倍代理购电价格。

第二十条 市场主体注册信息变更或者撤销注册，应向电力交易机构提出注册信息变更或撤销注册申请，经公示同意后，方可变更或者撤销注册，公示期为 7 个工作日。当已完成注册的市场主体不能继续满足市场准入条件时，给予一定整改期限，整改期限结束后，仍然不能满足市场准入条件的，经调查核实后撤销注册并从市场主体目录中剔除，电力交易机构应及时将撤销注册的情况报告省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办。

第二十一条 市场主体存在违反国家有关法律法规和市场规则等情形的，由省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办根据职能组织调查，按有关法律法规和市场规则作出相应处理。

第二十二条 售电公司被强制退出或者自愿退出市场的、用户在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的，按合同约定的违约条款执行，电力用户执行 1.5 倍代理购电价格，电网企业

要依法最大限度满足电力用户的用电需要。

第二十三条 根据相关规定，售电公司被强制退出市场的，其所有已签订但尚未履行的购售电合同优先通过自主协商的方式，在 10 个工作日内完成处理；自主协商期满，退出售电公司未与合同购售电各方就合同解除协商一致的，由省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办征求合同购售电各方意愿，通过电力市场交易平台以转让、拍卖等方式转给其他售电公司；经合同转让、拍卖等方式仍未完成处理的，已签订尚未履行的购售电合同终止履行，零售用户可以与其他售电公司签订新的零售合同，否则由保底售电公司代理该部分零售用户，并按照保底售电公司的相关条款与其签订零售合同，并处理好其他相关事宜。

电力用户无法履约的，应至少提前 30 个工作日书面告知电网企业、相关售电公司、电力交易机构以及其他相关方，并向电力交易机构提交撤销注册申请，将所有已签订的购售电合同履行完毕，并处理好相关事宜。

第三节 市场注册

第二十四条 参加浙江电力市场化交易的发电企业和电力用户（由售电公司代理的用户除外），按照承诺、注册、备案的流程，在电力交易平台办理市场注册手续，获取交易资格。

承诺流程：发电企业和电力用户按固定格式的信用承诺书，准确填写相关信息，由本单位法人代表签署并加盖单位公章。

注册流程：发电企业和电力用户在电力交易平台办理注册，填写包括企业基本信息、商务信息、机组信息以及用电单元信息

等注册信息，扫描上传公司营业执照等材料。电力交易机构在收到发电企业和电力用户的注册申请后，对注册信息资料进行形式检查，并将检查结果告知发电企业和电力用户。对资料提供不全或不规范的，发电企业和电力用户应按要求对信息和资料进行补充和完善。

备案流程：电力交易机构按月汇总发电企业和电力用户的注册情况，向省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办备案。

第二十五条 参加浙江电力市场化交易的售电公司，办理注册时，应按固定格式签署信用承诺书，并通过电力交易平台向电力交易机构提交以下资料：工商注册信息、法定代表人信息、统一社会信用代码、资产和从业人员信息、开户信息、营业执照、资产证明、经营场所和技术支持系统证明等材料。

（一）营业执照经营范围必须明确具备电力销售、售电或电力供应等业务事项。

（二）需提供资产证明包括，具备资质、无不良信用记录的会计事务所出具的该售电公司近3个月内的资产评估报告，或近1年的审计报告，或近6个月的验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。对于成立时间不满6个月的售电公司，需提供自市场监督管理部门注册以后到申请市场注册时的资产评估报告，或审计报告，或验资报告、银行流水，或开户银行出具的实收资本证明。

（三）从业人员需提供能够证明售电公司全职在职员工近3个月的社保缴费记录、职称证书。从业人员不能同时在两个及以

上售电公司重复任职。

（四）经营场所证明需提供商业地产的产权证明或 1 年及以上的房屋出租合同、经营场所照片等。

（五）接入电力交易平台的售电公司技术支持系统，需提供安全等级报告和软件著作权证书以及平台功能截图，对于购买或租赁平台的还需提供购买或租赁合同。

拥有配电网运营权的售电公司还需提供配电网电压等级、供电范围、电力业务许可证（供电类）等相关资料。除电网企业存量资产外，现有符合条件的高新产业园区、经济技术开发区和其他企业建设、运营配电网的，履行相应的注册程序后，可自愿转为拥有配电业务的售电公司。

接受注册后，电力交易机构要通过电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站，将售电公司满足注册条件的信息、材料和信用承诺书向社会公示，公示期为 1 个月。

电力交易机构收到售电公司提交的注册申请和注册材料后，在 7 个工作日内完成材料完整性审查，并在满足注册条件后完成售电公司的注册手续。对于售电公司提交的注册材料不符合要求的，电力交易机构应予以一次性书面告知。

公示期满无异议的售电公司，注册手续自动生效。电力交易机构将公示期满无异议的售电公司纳入自主交易市场主体目录，实行动态管理并向社会公布。

电力交易机构应对公示期间被提出异议的售电公司的异议情况进行调查核实，并根据核实情况分类处理。

（一）如因公示材料疏漏缺失或公示期间发生人员等变更而产生异议，售电公司可以补充材料申请再公示。

（二）如因材料造假发生异议，售电公司自接到电力交易机构关于异议的告知之日起，5个工作日内无法作出合理解释，电力交易机构终止其公示，退回售电公司的注册申请，将情况报送省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办。

电力交易机构按月汇总售电公司注册情况向省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办备案，并通过电力交易平台、“信用中国”网站等政府指定网站向社会公布。

第二十六条 市场主体注册信息发生变化时，应在电力交易平台提出注册信息变更申请。电力交易机构完成信息变更形式检查后，注册信息变更生效。

第二十七条 市场注销主要包括自愿退市注销和与强制退市注销。

（一）自愿退市注销是指市场主体因自身原因主动要求退出电力市场，注销市场注册的行为。

（二）强制注销是指市场主体违约、违反相关规定等原因，被动退出电力市场，电力交易机构按规定强制撤销其注册资格的行为。

第二十八条 售电公司的公司名称、法定代表人、资产总额等变更属于信息变更范畴。售电公司申请注册信息变更的，应再次履行公示手续。

第二十九条 市场主体需保证注册信息的真实性、完整性

和准确性。如市场主体提供虚假注册材料、以及电力用户非法同时与多个售电公司在同一个合同周期内签署购售电合同而造成的损失，均由责任方承担。电力交易机构收到市场主体提交的注册申请和注册材料后，原则上在7个工作日内完成材料完整性核验。

第四节 市场交易基本要求

第三十条 浙江电力市场化交易分为电力批发交易和电力零售交易。

电力批发交易是发电企业、售电公司、批发市场用户之间通过市场化方式进行电力交易活动的总称。电力零售交易是售电公司与零售用户开展的电力交易活动的总称。

第三十一条 电力批发交易可采用双边协商、集中竞价、平台挂牌等方式进行，其中电力交易双方的供需信息应在电力交易平台上发布。

（一）双边协商交易是指市场主体之间自主协商交易电量（电力）、电价，形成双边协商交易初步意向后，经安全校核和相关方确认后形成的交易。

（二）集中竞价交易是指市场主体通过电力交易平台申报电量、电价，电力交易机构进行市场出清，经电力调度机构安全校核后，确定最终的成交对象、成交电量与成交价格等。

（三）平台挂牌交易是指市场主体通过电力交易平台，将需求电量或者可供电量的数量和价格等信息对外发布要约，由符合资格要求的另一方提出接受该要约的申请。

第三十二条 市场用户（除电网企业代理购电用户以外）

分为批发市场用户和零售用户，批发市场用户指可以参加电力批发交易的用电企业；零售用户指除批发市场用户以外的其他用电企业。所有市场用户均须全电量参与市场交易，其全部用电量按市场规则进行结算。

第三十三条 现阶段，批发市场用户可以选择以下两种方式之一参与电力中长期交易：

（一）参加电力批发交易，即与发电企业开展年度（月度）双边协商交易，直接参与月度集中竞价交易和平台挂牌交易。

（二）参加电力零售交易，即全部电量在同一合同周期内原则上通过一家售电公司购电。选择通过售电公司购电的批发市场用户视同零售用户。

第三十四条 零售用户在同一合同周期内只可选择向一家售电公司购电，不得同时与两家及以上售电公司签订购售电合同。

第三十五条 同一投资主体（含关联企业）所属的售电公司，所占市场份额均不得超过 20%。

第三十六条 符合准入条件的发电企业可以与售电公司、批发市场用户签订年度（月度）双边协议，也可直接参与月度集中竞价交易和平台挂牌交易。

第三十七条 符合准入条件的售电公司可以代理电力用户参与电力市场，可以与符合准入条件的发电企业签订年度（月度）双边协议，也可以直接参与月度集中竞价交易和平台挂牌交易。

第三章 交易相关价格

第三十八条 电力中长期交易的交易价格由市场主体通过双边协商、集中竞价、挂牌等市场化方式形成，第三方不得干预，交易价格含环保和超低排放电价。

第三十九条 双边协商交易的交易价格按照双方合同约定执行；集中竞价交易价格按照边际价格统一出清确定；挂牌交易价格按照摘牌成交电价确定。交易价格分为尖峰、高峰、低谷价格和电度电价（一口价）四种，尖峰、高峰和低谷时段按照浙江省工商业用户分时电价政策规定的时段划分确定。交易期间，国家调整我省发电侧上网电价的，各类交易价格不作调整。

第四十条 发电企业与售电公司或批发市场用户的批发侧合同电量的结算价格即为交易价格；批发市场用户的用电价格由交易价格、辅助服务费用、输配电价（含线损及交叉补贴）、政府性基金及附加等构成。输配电价、相关政府性基金及附加等按国家及浙江省有关规定执行。市场用户继续执行基本电价、功率因数考核等电价政策。交易合同未申报用电曲线，以及基于交易价格形成的用户分时电价峰谷比例低于浙江省工商业用户分时电价政策要求的，结算时用户的用电价格按照分时电价政策规定的浮动比例执行。

第四十一条 单一发电企业与单一市场主体成交的单笔双边协商交易电量的谷电比例原则上不低于本年度电力中长期基准谷电占比。单一发电企业的月度总合同成交电量（即当月全部月度交易合同电量与本年度已成交电量的当月分月电量之和）

的谷电比例原则上不低于本年度电力中长期基准谷电占比，若该发电企业月度合同成交谷电比例不足，低谷电量不足部分（以下简称低谷缺额电量）纳入该发电企业的年度电力中长期总结算电量（即总合同电量与低谷缺额电量之和），优先结算。年度电力中长期基准谷电占比原则上综合参考上一年度全行业用户和直接参与市场交易用户的谷电比例确定。

第四十二条 电网企业代理购电用户电价由代理购电价格（含平均上网电价、辅助服务费用、代理购电用户分摊费用或分享收益折价等）、输配电价（含线损及政策性交叉补贴）、政府性基金及附加组成。其中，代理购电价格基于电网企业代理工商业用户购电费（含偏差电费）、代理工商业用户购电量等确定。代理购电价格叠加输配电价和政府性基金及附加等作为电度电价，按照浙发改价格〔2021〕377号规定的时段浮动比例形成分时结算价格。

第四十三条 已直接参与市场交易在无正当理由情况下改由电网企业代理购电的用户、拥有燃煤发电自备电厂且由电网企业代理购电的用户，用电价格为电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。已直接参与市场交易的高耗能用户，不得退出市场交易；尚未直接参与市场交易的高耗能用户原则上要直接参与市场交易，暂不能直接参与市场交易的由电网企业代理购电，用电价格由电网企业代理购电价格的1.5倍、输配电价、政府性基金及附加组成。电网企业代理上述用户购电形成的增收收入，纳入其为保障居民、农业用电价格稳定产

生的新增损益统筹考虑。

第四十四条 电网企业为保障居民、农业用电价格稳定产生的新增损益（含偏差电费），按月由全体工商业用户分摊或分享。直接参与电力现货交易的电力用户及售电公司应与发电企业在交易合同中约定分时结算方式，包括但不限于分时电价或详细分时结算曲线（组）等。

第四十五条 现货市场运行时，直接参与现货市场的用户和售电公司的中长期交易合同电量，以及其对应发电企业的中长期交易合同电量，若已约定电力曲线、交割结算节点和相应结算价格，则按照合同约定执行；若未约定则按照国家公布的典型曲线将其尖峰、高峰、低谷电量分解至每个最小结算时段形成电力曲线，交割结算节点为负荷中心节点。

第四十六条 集中竞价交易中，为避免市场操纵及恶性竞争，可对报价设置上限；参与市场交易机组发电能力明显大于用电需求时，可对报价设置下限。零售市场交易中，电力主管部门可根据市场运营情况按规定设置价格上下限，并定期公布或调整。

第四章 电力批发交易

第一节 交易时序安排

第四十七条 电力中长期交易现阶段主要开展电能量交易、发电权交易、合同转让交易、绿电交易等。电力批发交易方式包括年（多月、月、月内）度双边协商、集中竞价、挂牌交易等。

第四十八条 原则上每年 12 月开展次年年度双边协商交易，在 12 月底前完成。市场主体经过双边协商，根据交易结果，

签订年度双边协商交易合同。根据年度双边协商交易情况，适时组织开展年度挂牌交易。根据月度用电需求，适时组织开展月度双边协商交易、月度集中竞价交易、月度（月内）挂牌交易。

第二节 双边协商交易

第四十九条 参加双边协商交易的市场主体包括准入的发电企业、批发市场用户、售电公司。

第五十条 双边协商交易应约定：

（一）年度双边协商交易意向协议，购售电双方应约定年度交易总量及全年各月尖峰、高峰和低谷时段的分解电量。

（二）月度双边协商交易，购售电双方应约定月度交易总量及月度尖峰、高峰和低谷时段的交易电量。

（三）购售电双方应约定尖峰、高峰和低谷时段的交易价格。

第五十一条 年度（月度）双边协商交易启动前，电力调度机构向电力交易机构提供以下信息，通过电力交易平台等方式发布年度（月度）双边交易相关市场信息，包括但不限于：标的年（标的月）省内全社会、统调口径电力电量供需预测。

第五十二条 电力交易机构通过电力交易平台发布年度（月度）市场交易相关市场信息和交易公告，包括但不限于：

（一）标的年（标的月）省内全社会、统调口径电力电量供需预测；

（二）标的年（标的月）发电企业可参与年度（月度）双边协商交易电量的上限，电量上限由交易工作通知确定；

（三）市场成员准入名单、交易开始时间、交易截止时间、

结果发布时间等。

第五十三条 双边协商交易意向通过电力交易平台按规定的模板格式提交购售电合同至电力交易机构，申报时间以交易公告为准。申报截止时间之前，市场主体可在任意时间修改双边协商交易意向，但双边交易一方申报、另一方确认后不得再修改。

第五十四条 电力交易机构依据发电企业允许交易电量上限和批发市场用户、售电公司允许交易电量上限对双边协商意向进行规范性检查，形成双边协商无约束交易结果，并发布，同时转送电力调度机构进行发电侧安全校核。

第五十五条 电力调度机构原则上5个工作日内完成年度双边协商交易的安全校核，2个工作日内完成月度双边协商交易安全校核，并将校核结果及校核说明返回电力交易机构。

第五十六条 未通过安全校核的部分，由电力交易机构按照双边协商交易电量等比例调减，直至通过安全校核。

第五十七条 电力交易机构发布经过安全校核后的双边协商交易结果及安全校核说明。交易结果发布后，交易双方签署正式双边协商交易合同。

第三节 集中竞价交易

第五十八条 参加集中竞价交易的主体包括准入的发电企业、批发市场用户、售电公司。

第五十九条 月度集中竞价按单一电量、单一价格报价，统一出清，中标的售电公司/批发用户根据自身需求将出清电量拆分为分时电量与一口价电量，其中分时电量、价格按比例拆分为

分时电量和分时电价。

第六十条 电力交易机构通过电力交易平台发布年度(月度)市场交易相关市场信息和交易公告,包括但不限于:

(一) 市场成员准入范围、交易开始时间、交易截止时间、结果发布时间等;

(二) 集中竞价交易报价及出清规则等;

(三) 各市场主体申报限额等。

第六十一条 集中竞价交易申报要求如下:

(一) 各市场主体均通过电力交易平台统一申报,以申报截止前最后一次的有效申报作为最终申报;

(二) 卖方申报(发电企业)实行六段式报量、报价,报价价格逐段递增;

(三) 买方申报(批发市场用户和售电公司)实行六段式报量、报价,报价价格逐段递减。

第六十二条 月度集中竞价交易排序与出清

(一) 月度集中竞价交易采用边际统一出清方式,按照“价格优先原则”对买方申报价格由高到底排序,卖方申报价格由低到高排序;

(二) 按市场边际成交价格统一出清,若买方与卖方边际成交价格不一致,则按两个价格算术平均值执行;

(三) 若出清价格由两家及以上报价确定,则按各家该报价段所报电量比例分配成交电量。

(四) 若发电企业总申报电量不足代理购电竞价电量,已申

报电量全部中标并按当次最高申报价格结算，不足部分电量按剩余发电容量比例分摊至各统调发电企业，原则上按照当次最低报价结算。

第六十三条 电力交易机构将无约束交易结果通过电力交易平台发布，并同时推送电力调度机构进行发电侧安全校核。

第六十四条 电力调度机构在 2 个工作日内完成安全校核，形成有约束交易结果。如存在未通过安全校核的机组，电力交易机构根据安全校核结果及集中竞价出清办法进行二次出清。

电力调度机构应将有关机组未通过安全校核的原因一并转交交易机构，由电力交易平台向市场主体发布。

第六十五条 电力交易平台向市场主体发布有约束交易结果和安全校核说明。

第六十六条 交易结果发布后，买方和卖方应及时对交易结果进行核对，若有问题应在 1 个工作日内向电力交易机构提出，由电力交易机构会同电力调度机构进行解释。逾期未提出问题的，视为无异议。交易出清后公告的各方交易结果，具备与纸质合同同等法律效力。

第四节 挂牌交易

第六十七条 挂牌交易按照尖峰、高峰、低谷时段进行交易组织。购售电双方均可以挂牌，可分段申报、分段成交。

第六十八条 同一笔挂牌电量若被多个市场主体摘牌，则按照摘牌“时间优先”原则依序形成合同；若时间优先级相同，则按申报比例分配交易电量。电力交易平台即时滚动更新剩余交易

空间。

第六十九条 市场主体申报总电量不得超过挂牌交易电量上限。挂牌交易闭市后，电力交易机构于第2个工作日对平台挂牌交易意向进行审核、汇总，形成平台挂牌无约束交易结果，并通过电力交易平台发布，同时推送电力调度机构进行发电侧安全校核。电力调度机构原则上在2个工作日内完成安全校核。未通过安全校核的，由电力交易机构按照平台挂牌交易电量等比例调减，直至通过安全校核。

第五章 电力零售交易

第七十条 零售用户与售电公司通过在交易平台签订零售合同进行绑定，具体参照《浙江省电力零售市场管理办法》执行。

电网企业每月定期向电力交易机构推送所有参与中长期零售交易用户（含售电公司签约用户）的月度尖峰、高峰、低谷分时段总用电量等相关信息，电力交易机构以此提供批发市场月度结算依据，推送电网企业进行结算。

第七十一条 用户变更售电公司包括用户与售电公司关系的建立、变更、解除。

（一）用户与售电公司建立购售电关系时，应同时满足以下条件：

1. 申请用户无欠费；
2. 申请用户已与售电公司签订购售电合同；
3. 售电公司已在电力交易机构完成市场注册；

（二）用户与售电公司变更购售关系时，应同时满足以下条件：

- 1.申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；
- 2.申请用户拟转至的售电公司已在电力交易机构注册；
- 3.申请用户应提供与原售电公司解除购售电合同的证明材料；
- 4.申请用户已与新售电公司签订购售电合同。

（三）用户与售电公司解除购售关系时，应同时满足以下条件：

- 1.申请用户无欠费，无业扩及变更类在途流程；
- 2.申请用户应提供与售电公司解除购售电合同的证明材料。
- 3.申请用户发生破产、清算等情况下解除购售电合同，按国家有关规定执行。

第六章 合同签订与执行

第一节 合同签订

第七十二条 各市场主体应参照浙江能源监管办、电力交易中心提供的合同示范文本签订各类电力交易合同。

第七十三条 电力中长期合同（协议）主要包括以下类型：

- （一）售电公司与其代理的电力用户签订的购售电合同；
- （二）发电企业与售电公司、电力用户签订的年度（月度）双边协商交易合同；
- （三）售电公司（批发市场用户）与发电企业、电网企业签订的输配电服务合同或参与交易承诺书；
- （四）电力交易机构出具的电力交易中标通知书有约束电力交易结果，与合同具备同等效力。

第七十四条 各类交易合同原则上应当采用电子合同签订，电力交易平台应当满足国家电子合同有关规定的技术要求，市场成员应当依法使用可靠的电子签名，电子合同与纸质合同具备同等效力。初期可视情况设置过渡期，同时采用电子合同和纸质合同。

第七十五条 暂无法直接参与市场交易的工商业用户可由电网企业代理购电，与电网企业签订代理购电合同。在规定时间内，未直接参与市场交易、也未与电网企业签订代理购售电合同的用户，默认由电网企业代理购电。由电网企业代理购电的电力用户，可在每季度最后 15 日前选择下一季度起直接参与市场交易，电网企业代理购电也相应终止。

第二节 合同执行

第七十六条 现货市场未运行时，电力交易机构根据年度双边协商交易和年度挂牌交易的月度电量分解安排、月度双边协商交易电量、月度集中竞价交易和月度挂牌交易成交结果，形成发电企业的电力中长期交易电量月度发电安排。电力调度机构负责根据经安全校核后的市场交易月度电量和其他发电计划，合理安排电网运行方式。现货市场运行时，电力中长期合同转化为差价合约执行。电力交易机构应按月将月度发电安排报省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办。

第七十七条 电力系统发生紧急情况时，电力调度机构可基于安全优先的原则实施调度，并于事后向省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办书面报告事件经过。紧急情况导致的经济

损失，有明确责任主体的，由相关责任主体承担经济责任。

第三节 合同电量偏差处理

第七十八条 现货市场未运行时，年度合同的执行周期内，在购售输电三方一致同意的基础上，保持后续月度尖峰、高峰、低谷总电量均不变的前提下，允许在本月修改后续月的合同分月计划，修改后的分月计划需要提交电力调度机构安全校核并报省发展改革委、省能源局和浙江能源监管办后执行。现货市场运行时按照现货运行机制执行。

第七十九条 批发市场用户或售电公司可以通过参与月度竞价交易等方式控制合同电量偏差。

第八十条 发电企业、批发市场用户、售电公司电力中长期交易的合同偏差电量，采取“月结月清”的方式结算偏差电量，不滚动调整。

第七章 计量和结算

第一节 计量

第八十一条 电网企业应当根据市场运行需要为市场主体安装符合国家技术规范的计量装置；计量装置原则上安装在产权分界点，产权分界点无法安装计量装置的，考虑相应的变（线）损。

第八十二条 电力用户应分电压等级分户号计量。同一个工商营业执照，按照户号分别参加交易。如计量点存在居民、农业等与工业电量混合计量的情况，应在合同中明确拆分方法。为统计售电公司月度电量的偏差，应按照电网企业明确的计量点，

做汇总统计。

第八十三条 电网企业应按照电力市场结算要求定期抄录发电企业和电力用户电能计量装置数据，并按照相关规定提交电力交易机构和相关市场成员。

第二节 结算的基本原则

第八十四条 电力交易机构负责向市场主体出具结算依据，市场主体根据相关规则进行结算。

第八十五条 各市场主体保持与电网企业的电费结算支付方式不变，并由电网企业承担用户侧欠费风险，保障交易电费资金安全。

第八十六条 发电企业、售电公司、批发市场用户电量电费按照电力交易机构出具的结算依据与电网企业进行结算，按月清算、结账。

第八十七条 电力用户的基本电费、政府基金及附加、输配电价、功率因数调整等按照现行政策执行，结算时购电价格按分时电价峰谷时段及浮动比例执行。

第八十八条 电力交易机构向各市场主体（零售用户除外）提供结算依据，包括以下部分：

（一）发电企业的结算依据。包括本月电力中长期市场实际上网电量、每笔合同结算电量/电价、交易合同偏差电量/电价，每笔合同结算费用、交易合同偏差费用等信息；

（二）批发市场用户的结算依据。包括该用户分户号和电压等级的实际用电量、每笔合同结算电量/电价、交易合同偏差电量

/电价，每笔合同结算费用、交易合同偏差费用、总结算费用等信息；

（三）零售用户的结算依据。电网企业根据电力交易平台传递的合同及绑定关系、零售套餐等信息及抄表电量，计算零售交易电费，经售电公司确认后，叠加输配电费、政府性基金及附加、分摊（分享）费用、辅助服务费用等费用后，形成零售用户结算总电费，出具零售用户电费账单。现货市场运行期间，辅助服务等费用结算另行明确。由售电公司代理的批发市场用户的结算依据按零售用户规定执行；

（四）售电公司的结算依据由两部分组成，一是批发市场中与发电企业签订的每笔合同结算电量/电价、交易合同偏差电量/电价，每笔合同结算费用、交易合同偏差费用等，由电力交易机构提供，电力交易机构与售电公司确认；二是零售市场中与其签约的电力用户合同结算电量/电价、合同偏差电费，由电网企业提供。上述两部分电费分别记账、结算；

（五）电力交易机构将确认后的电力中长期结算依据提供给电网企业，包括合同结算费用、交易合同偏差费用、总结算费用等；

（六）发电企业接收电费结算依据后，应进行校核确认，如有异议在3个工作日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。批发市场用户、售电公司接收批发市场电费结算依据后，应进行校核确认，如有异议应在2个自然日内通知电力交易机构，逾期则视同没有异议。

第八十九条 批发市场交易合同偏差费用由电力交易机构计算，并按规定提供结算依据，反馈给市场主体。批发市场用户交易合同偏差费用由电网企业在电费清单中单项列示；售电公司偏差调整电费纳入与电网企业结算范围，按照对冲抵消结果开具发票并单项列示；发电企业偏差调整电费在向电网企业开具上网或交易电费发票中扣减并单项列示。

第九十条 售电公司可参照本规则在购售电合同中与零售用户约定交易合同偏差费用处理办法。

第九十一条 对于同一市场成员，多个用电户号共同签订电力中长期交易合同的情况，按照各用电户号的实际用电量进行合同结算电量的拆分。

第九十二条 现货市场运行时，各类中长期合同转化为差价合约，按照现货市场规则进行结算。

第三节 电力用户的结算

第九十三条 当批发市场用户月度实际分时电量超过月度合同对应分时电量时，月度合同内分时电量按合同约定价格进行结算，超出部分按当月最近一次、最短周期集中竞价交易价格结算；当批发市场用户月度实际分时用电量低于月度合同对应分时电量时，月度实际分时用电量按交易先后顺序以合同约定价格进行结算。

第九十四条 批发市场用户可以通过月度双边协商交易、月度集中竞价交易、月度挂牌交易、年度合同分月计划调整、合同转让交易等方式，规避电量偏差调整风险；在此基础上，尖峰、

高峰、低谷时段实际用电量与当月合同电量的偏差，纳入交易合同偏差费用。

第九十五条 （一）当批发市场用户尖峰、高峰、低谷时段实际用电量超过月度合同电量时，按照偏差比例分别处理如下：

1.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 100%至 105%之间时，不进行偏差考核；

2.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 105%至 120%之间时，高于 105%差值电量部分，按照当期浙江省统调燃煤机组发电基准价的 5%收取交易合同偏差费用；

3.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 120%以上时，高于 120%差值电量部分，按照当期浙江省统调燃煤机组发电基准价的 10%收取交易合同偏差费用，月度合同电量 105%与 120%之间的差值电量即 15%月度合同电量按照浙江省统调燃煤机组发电基准价的 5%收取交易合同偏差费用。

（二）当批发市场用户尖峰、高峰、低谷时段实际用电量低于对应时段月度合同电量时，按照偏差比例分别处理如下：

1.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 95%至 100%之间时，不进行偏差考核；

2.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 80%至 95%之间时，低于 95%差值电量部分，按照当期浙江省统调燃煤机组发电基准价的 5%收取交易合同偏差费用；

3.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 80%以下时，低于 80%差值电量部分，按照当期浙江省统调燃

煤机组发电基准价的 10%收取交易合同偏差费用，月度合同电量 80%与 95%之间的差值电量即 15%月度合同电量按照浙江省统调燃煤机组发电基准价的 5%收取交易合同偏差费用。

第九十六条 零售用户电量电费和交易合同偏差费用由电网企业根据电力交易平台推送的零售合同信息进行结算。

第四节 售电公司的结算

第九十七条 当售电公司月度实际分时电量超过月度合同对应分时电量时，月度合同内分时电量按合同约定价格进行结算，超出部分按当月最近一次、最短周期集中竞价交易价格结算；当售电公司月度实际分时用电量低于月度合同对应分时电量时，月度实际分时用电量按交易先后顺序以合同约定价格进行结算。

第九十八条 售电公司可以通过月度双边协商交易、月度集中竞价交易、月度挂牌交易、年度合同分月计划调整等方式，规避电量偏差调整风险；在此基础上，尖峰、高峰、低谷分时段实际用电量与当月合同电量的偏差，纳入交易合同偏差费用。

第九十九条 （一）当售电公司尖峰、高峰、低谷时段实际用电量超过月度合同电量时，按照偏差比例分别处理如下：

1.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 100%至 105%之间时，不进行偏差考核；

2.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 105%至 120%之间时，高于 105%差值电量部分，按照当期浙江省统调燃煤机组发电基准价的 5%收取交易合同偏差费用；

3.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 120%以上时，高于 120%差值电量部分，按照当期浙江省统调燃煤机组发电基准价的 10%收取交易合同偏差费用，月度合同电量 105%与 120%之间的差值电量即 15%月度合同电量按照浙江省统调燃煤机组发电基准价的 5%收取交易合同偏差费用。

（二）当售电公司尖峰、高峰、低谷时段实际用电量低于对应时段月度合同电量时，按照偏差比例分别处理如下：

1.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 95%至 100%之间时，不进行偏差考核；

2.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 80%至 95%之间时，低于 95%差值电量部分，按照当期浙江省统调燃煤机组发电基准价的 5%收取交易合同偏差费用；

3.尖峰、高峰、低谷时段实际用电量在对应时段月度合同电量 80%以下时，低于 80%差值电量部分，按照当期浙江省统调燃煤机组发电基准价的 10%收取交易合同偏差费用，月度合同电量 80%与 95%之间的差值电量即 15%月度合同电量按照浙江省统调燃煤机组发电基准价的 5%收取交易合同偏差费用。

（三）售电公司与其代理的电力用户的交易合同偏差费用，由电网企业根据电力交易平台推送的零售合同信息进行结算。

第一百条 经营配电网业务的售电公司与电网企业之间的结算，在前文结算的基础上，按照价格主管部门相关规定，向电网企业支付输配电费用。经营配电网业务的售电公司与电网企业的结算，执行《关于制定地方电网和增量配电网配电价格的指导

意见》(发改价格规〔2017〕2269号)。

第一百〇一条 交易机构根据市场运营情况，建立市场信用管理机制。现阶段，信用管理对象为参与电力中长期交易的售电公司。电力中长期交易保证要求和形式由电力交易机构制定实施细则。

第五节 电网企业代理购电用户的结算

第一百〇二条 代理购电用户电费由代理购电交易电费(含电能电费、辅助服务费用、代理购电用户分摊费用或分享收益等，下同)、输配电费(分电压等级输配电价含线损及交叉补贴，下同)、政府性基金及附加组成。

第一百〇三条 当月代理购电交易电费由电网企业预测代理购电用户交易价格、当月实际用电量确定。

第一百〇四条 代理购电交易电费含代理购电用户分摊或分享费用、辅助服务费用，包括上月市场分摊或分享费用、上月代理购电偏差费用、上月各类损益分摊或分享费用等。

第一百〇五条 电网企业代理购电用户结算电费，每月按实际用电量及代理购电用户电价结算。

第六节 发电企业的结算

第一百〇六条 当发电企业月度实际总上网电量超过月度合同总电量时，月度合同内分时电量按合同约定价格进行结算，超出部分按当月最近一次、最短周期集中竞价交易价格与当月市场月度双边协商交易均价(不含年度分月)的低值结算；当发电企业月度实际总上网电量低于月度合同总电量时，月度

实际总上网电量按交易先后顺序以合同约定价格进行结算。

第一百〇七条 燃煤发电企业与单一市场主体成交的单笔双边协商交易加权平均价格不得超过燃煤基准价上下浮动 20%。当燃煤发电企业月度结算均价超过燃煤基准价上浮 20%时，按燃煤基准价上浮 20%进行结算。

发电企业单笔双边协商交易谷电比例不得低于基准谷电占比，低谷缺额电量按统调燃煤发电基准价的一定比例与电网企业结算。剩余电量按交易先后顺序结算，存在不足的合同按照该合同尖峰、高峰、低谷、一口价合约电量比例拆分结算。

第一百〇八条 发电企业因自身原因，造成其月度可结上网总电量小于其电力中长期交易所有合同当月电量之和时，差额部分按当月集中竞价交易价格与该主体剩余合同电量的加权平均价格之差的绝对值，支付交易合同偏差费用。

第七节 电网企业的结算

第一百〇九条 批发市场中各市场主体的市场化交易电费（含交易合同偏差费用）等结算依据由电力交易机构出具，电网企业根据电力交易机构提供的结算依据出具结算账单，与市场主体进行电费结算。

第一百一十条 对电力用户、售电公司、发电企业等收取的偏差调整资金由电网企业进行管理，实行收支两条线，专项补偿用于不可抗力因素导致的合同执行偏差费用等事宜。电力交易机构负责拟定合同偏差调整资金管理办法。

第一百一十一条 电网代理用户结算按照国家和浙江省

电网企业代理购电相关规定执行。电网企业代理购电价格、代理购电用户电价应按月测算，并提前3日通过营业厅等线上线下渠道发布，于次月执行，并按用户实际用电量全额结算电费。

第八节 其他

第一百一十二条 发电企业因不可抗力欠发，电力中长期相关合同仍参照发电企业欠发情况确定可结算电量，电力用户（含售电公司）因发电企业欠发而超用部分形成的差额费用由偏差调整资金补偿，不收取其他考核分摊费用。电网企业代理用户参与市场交易不进行偏差考核。偏差电量电费按照相关规则进行分摊或返还。

第一百一十三条 电力用户（含售电公司）因不可抗力少用，电力中长期交易相关合同仍参照电力用户少用情况确定可结算电量，不进行偏差考核。

第一百一十四条 批发用户和零售用户的结算依据应符合浙发改价格〔2021〕377号文件关于分时电价浮动比例的要求。批发用户不符合的由电网企业按校核（按规定拆分计算）后的应收总电费与结算依据总电费取大值进行结算，售电公司按校核（按规定拆分计算）后的应收总电费与结算依据总电费取小值（绿电不受分时校验拆分重算影响）进行结算，防止拆分套利。直接参与市场用户损益分摊或分享费用由电网企业根据用户用电量计算到户，售电公司不得以任何名义向零售用户分摊损益电费。

第一百一十五条 市场主体因不可抗力造成偏差，经省发展改革委、省能源局会同浙江能源监管办认定后，在电力交易平台

上提交偏差考核豁免申请。

第八章 信息披露

第一百一十六条 市场信息分为社会公众信息、市场公开信息和私有信息。社会公众信息是指向社会公众披露的信息，市场公开信息是指向所有市场成员披露的信息，私有信息是指向特定的市场主体披露的信息。

第一百一十七条 市场成员应当遵循及时、真实、准确、完整的原则，披露电力市场信息。对于违反信息披露有关规定的市场成员，可依法依规纳入失信管理，情节严重的可按照规定取消市场准入资格。电力交易机构、电力调度机构应当公平对待市场主体，无歧视披露公众信息和公开信息，严禁超职责范围获取或泄露私有信息。

第一百一十八条 市场成员应该报送与披露包括但不限于以下信息：

（一）电力交易机构：交易约束条件及情况；交易电量执行，电量清算、结算等；每笔交易的公告，成交总体情况，成交结果公示等；电力交易计划和执行情况等；偏差电量责任认定、偏差调整资金收入及支出情况等。

（二）电力调度机构：输变电设备的安全约束情况；交易计划执行过程中因电网不可抗力造成的偏差电量责任认定情况；法律法规要求披露的其他信息。

（三）电网企业：发电总体情况、年度电力电量需求预测、电网项目建设进度计划信息、电网概况、检修计划、运行控制限

额、输配电价标准、政府性基金及附加、输配电损耗率、电网安全运行情况、重要运行方式变化情况、新设备投产情况、机组非计划停运情况、机组启停调峰情况、机组调频调压情况、发电企业发电考核和并网辅助服务执行情况、电网电力供应和用电需求信息等。

（四）发电企业：公司名称、股权结构；发电企业的机组台数、机组容量、投产日期、电力业务许可证等；已签合同电量、发电装机容量、剩余容量等；市场交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等信息。

（五）售电公司：公司名称、股权结构、资产、人员、经营场所、技术支持系统等持续满足注册条件的信息和证明材料；拥有配电网的售电公司同时披露电力业务许可证；市场交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等。

（六）电力用户：公司名称、股权结构、投产时间、用电电压等级、最大生产能力、年用电量、月度用电量、电费欠缴情况、产品电力单耗、用电负荷率等；市场交易需求、价格等信息；市场交易电量完成情况、电量清算情况、电费结算情况等信息。

第一百一十九条 售电公司应向代理用户告知月度平均购电成本、偏差考核费用等，促进市场公开透明。

第一百二十条 在确保安全的基础上，市场信息主要通过电力交易平台、电力交易机构网站进行披露。电力交易机构负责管理和维护电力交易平台，并为其他市场成员通过电力交易平台、电力交易机构网站披露信息提供便利。各类市场成员按规定

通过电力交易平台、电力交易机构网站披露有关信息，并对所披露信息的真实性、准确性和及时性负责。

第一百二十一条 能源监管机构、政府电力管理部门、电力市场成员不得泄露影响公平竞争和涉及用户隐私的相关信息。电力市场成员因信息泄露造成的市场波动和市场主体损失的，由省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办等组织调查并追究责任。

第九章 市场干预与中止

第一百二十二条 当出现以下情况时，省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办可做出中止电力中长期交易的决定，并向市场交易主体公布中止原因。

（一）电力中长期交易未按照规则运行和管理的；

（二）电力中长期交易规则不适应市场交易需要，或国家新出台相关政策，中长期交易规则必须进行重大修改的；

（三）电力中长期交易发生恶意串通操纵市场的行为，并严重影响交易结果的；

（四）电力交易平台、自动化系统、数据通信系统等发生重大故障，导致交易长时间无法进行的；

（五）因不可抗力市场交易不能正常开展的；

（六）电力中长期交易发生严重异常情况的。

第一百二十三条 电力调度机构为保证电力系统安全稳定运行，可以进行市场干预。电力调度机构进行市场干预应当向市场主体公布干预原因。

第一百二十四条 市场干预期间，电力调度机构、电力交易机构应详细记录干预的起因、起止时间、范围、对象、手段和结果等内容，并报省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办备案。

第一百二十五条 当面临重大自然灾害和突发事件，省级以上人民政府依法宣布进入应急状态或紧急状态时，可暂停市场交易，全部或部分发电量、用电量应执行指令性交易，包括电量、电价，并免除市场主体的全部或部分违约责任。

第一百二十六条 当市场秩序满足正常电力中长期市场交易时，电力交易机构应及时向市场交易主体发布市场恢复信息。

第十章 争议和违规处理

第一百二十七条 本规则所指争议是市场成员之间的下列争议：

- （一）注册或注销市场资格的争议；
- （二）市场成员按照规则行使权利和履行义务的争议；
- （三）市场交易、计量、考核和结算的争议；
- （四）其他方面的争议。

第一百二十八条 发生争议时，按照国家有关法律法规和国家能源局及浙江省的相关规定处理，具体方式有：

- （一）协商解决；
- （二）申请调解；
- （三）提请仲裁；
- （四）提请司法诉讼。

第一百二十九条 市场成员扰乱市场秩序，出现下列违规行为的，由浙江能源监管办按照《电力监管条例》等相关法律法规处理：

- （一）提供虚假材料或以其他欺骗手段取得市场准入资格；
- （二）滥用市场支配地位，恶意串通、操纵市场；
- （三）不按时结算，侵害其他市场交易主体利益；
- （四）市场运营机构对市场交易主体有歧视行为；
- （五）提供虚假信息或违规发布信息；
- （六）泄露应当保密的信息；
- （七）其他严重违反市场规则的行为。

第十一章 附则

第一百三十条 电力中长期交易监管办法由浙江能源监管办另行制定。

第一百三十一条 本规则由省发展改革委、浙江能源监管办、省能源局负责解释。

第一百三十二条 本规则自发布之日起施行。《浙江省电力中长期规则（2021年修订版）》（浙发改能源〔2021〕427号）自本规则生效之日起失效。以往规定如与本规则不一致的，以本规则为准。